

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
“Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros
serviços em 2021”

Dezembro 2020

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

*COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A:
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”*

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 15 de outubro de 2020, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 16 de novembro de 2020.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os das demais entidades consultadas, a ERSE aprova as tarifas e preços de energia elétrica para 2021.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações aos comentários e recomendações na especialidade constantes do parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”. Sobre os pontos do parecer do Conselho Tarifário relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais.

I

ENQUADRAMENTO

A ERSE regista com agrado a concordância do Conselho Tarifário com a decisão de prolongar em mais um ano o atual período regulatório do Setor Elétrico. Esta decisão permitirá, aquando da definição dos parâmetros para o novo período regulatório a iniciar em 2022, ter um melhor conhecimento dos impactos económicos que a atual crise sanitária teve quer ao nível da procura de eletricidade, quer mais em particular, ao nível do desempenho das empresas reguladas. Na preparação do novo período regulatório a ERSE poderá, assim, internalizar alguns dos efeitos decorrentes da atual crise, caso entenda que o mesmo se justifique.

II

GENERALIDADE

B. DESVIOS VERIFICADOS EM 2020

Os valores das medidas mitigadoras consideradas na proposta de tarifas resultam de decisões de política energética aprovadas pelo Governo e Assembleia da República em função da sua competência. Tendo em conta que se tratam de medidas que, na generalidade, dependem da obtenção de verbas através de outras fontes de financiamento, o valor real a transferir pode, em certas situações, ser objeto de ajustamento *ex-post*, pelo que esses valores são considerados, com prudência, na proposta tarifária. Registe-se, contudo, que o desvio entre os valores considerados e os valores que ocorrem de facto têm vindo a diminuir.

No que se refere à estimativa adequada do volume dos custos e de proveitos para o cálculo das tarifas, e em linha com a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário, de forma a minimizar os ajustamentos futuros, os valores utilizados nos cálculos dos proveitos permitidos efetuados pela ERSE resultam da informação enviada pelas empresas e da recolha e análise dos dados mais atuais à data de cálculo das tarifas.

Contudo, qualquer exercício de previsão tem resultados incertos, designadamente nas variáveis cujas evoluções são independentes do contexto regulatório, bem como do desempenho e das opções estratégicas das empresas reguladas.

A ERSE procurou desde sempre minimizar os impactos destas condicionantes do cálculo tarifário, como por exemplo, ao contemplar no Regulamento Tarifário ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos das atividades mais sujeitas a evolução dessas variáveis, que são determinados com base em informação recolhida no ano a que diz respeito os proveitos.

III

ESPECIALIDADE

A. COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

A ERSE regista o comentário do Conselho Tarifário relativamente à inclusão de uma análise que apresenta um impacte médio das tarifas de Acesso às Redes na fatura final dos consumidores do mercado livre. As considerações incluídas no comunicado são, no entender da ERSE genéricas e informativas.

A inclusão desta análise no comunicado da proposta de tarifas e preços, referida como « impacte médio» nas tarifas de Acesso às redes para o mercado livre, teve como objetivo informar os clientes finais em mercado livre, onde já se encontra a grande maioria dos clientes, sobre o possível impacto líquido na fatura de eletricidade, tendo em conta a existência de evoluções em sentidos contrários, designadamente o aumento das tarifas de Acesso às Redes e uma redução generalizada dos custos de aprovisionamento de eletricidade, valorizando, assim, o próprio mercado livre.

Os pressupostos utilizados nesta análise são apresentados no Dossier de Imprensa, onde se encontra de forma mais detalhada a variação das várias componentes da tarifa de Acesso às Redes, bem como informação complementar.

B. TAXAS DE REMUNERAÇÃO DAS EMPRESAS REGULADAS 2019 A 2021

A ERSE toma boa nota dos comentários do Conselho Tarifário. Embora a taxa de remuneração seja um parâmetro definido para todo o período regulatório, com base na melhor informação disponível à data, inclui um mecanismo de indexação que permite, dentro de determinados limites (*o cap* e *o floor*), adaptar o valor definido no início do período às condições de mercado efetivamente registadas em cada ano.

Num quadro de relativa instabilidade que ainda caracteriza o mercado financeiro nacional, esses limites aplicados na regulação em Portugal, e que não são aplicados por outros reguladores europeus porque as taxas de remuneração que definem são, de um modo geral, fixas durante o período regulatório, visam

garantir a proteção dos consumidores e das empresas reguladas perante a evolução inesperada do contexto financeiro nacional.

Assim, é natural que, em certas circunstâncias, a taxa de remuneração de um determinado ano seja limitada pelo *cap* ou pelo *floor*, como aliás aconteceu recentemente no setor do gás natural. Nesse setor, no exercício tarifário de 2020-2021, a taxa de remuneração final para o ano de 2019 foi limitada pelo nível do *floor*, mesmo sem prolongamento do período regulatório.

Para o período regulatório do setor elétrico que se inicia em 2022, a ERSE definirá os novos parâmetros para o cálculo da taxa de remuneração, avaliando o ocorrido no passado (designadamente a proximidade do *floor*) e incorporando as condições de mercado conhecidas na altura.

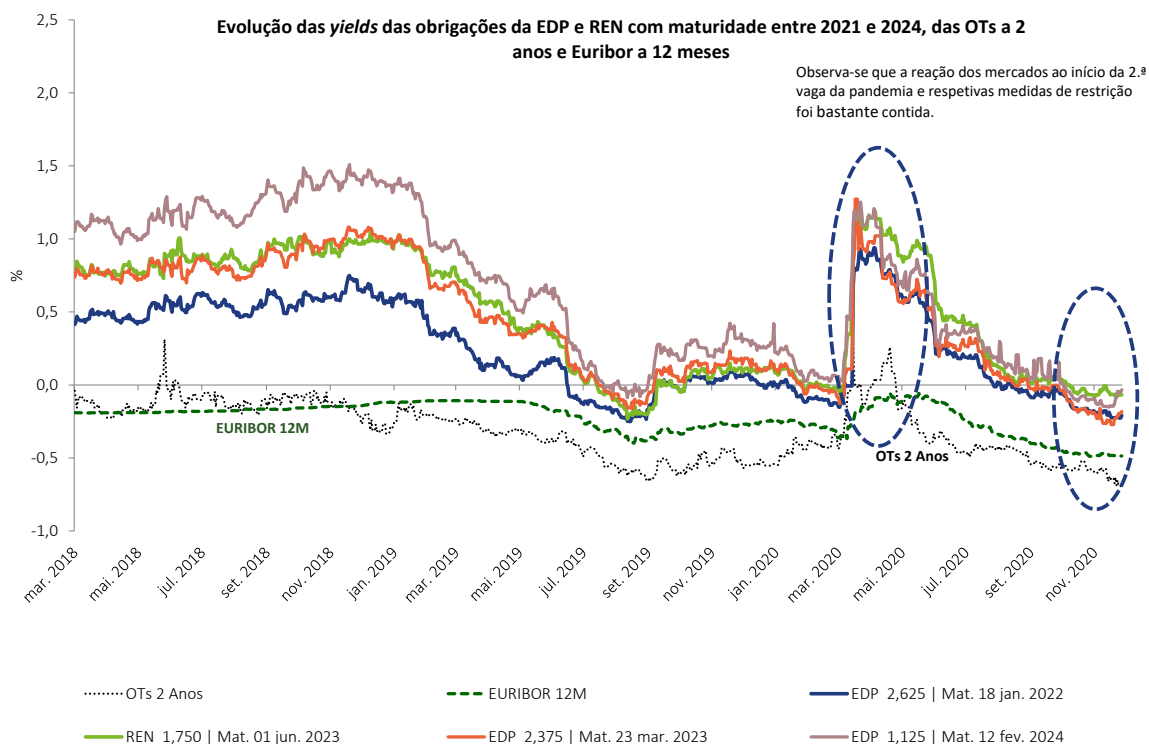
Note-se que o prolongamento do período regulatório por mais um ano, com a consequente aplicação dos parâmetros definidos para o período 2018-2020, teve impacto não apenas na taxa de remuneração, mas também na generalidade das variáveis utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos. Nalguns casos terá contribuído para proveitos permitidos inferiores aos que resultariam de novos parâmetros e noutros casos para o inverso.

C. TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2021

A ERSE agradece os comentários do Conselho Tarifário. Relativamente ao setor do gás natural, o *spread* de 0,75% aplicável aos ajustamentos de 2019 reflete as condições de mercado em 2019, à data da definição das tarifas para esse setor, que não são comparáveis às verificadas em 2020 para o setor elétrico, tal como observado na Figura 1 e na Figura 2. Note-se, ainda, que as empresas que atuam em cada setor não são exatamente as mesmas, além de que o peso de cada empresa nas atividades reguladas é diferente entre setores.

Uma vez que na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos se considera o custo de financiamento (*yield* das obrigações) das várias empresas que atuam no setor, o *spread* adequado a cada setor poderá ser diferente, mesmo quando definido para o mesmo ano.

Figura 1 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de curto prazo – Tarifas SE 2021



Registe-se, ainda, que no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2020-2021 das empresas reguladas do setor do gás natural”, de junho de 2020, na justificação do valor definido para o spread a aplicar aos ajustamentos de t-1, a ERSE refere que: “Embora as condições financeiras verificadas em 2019 permitissem reduzir o valor do spread do ano s-1 (2019) para 0,50 pp., tendo em conta o atual ambiente de volatilidade e incerteza face à evolução das condições económico-financeiras entendeu-se manter o spread do ano s-1 (2019) em 0,75 pp., igual ao spread do ano de 2018 (que passa a ser o spread para s-2).”

Ora, apesar das perspetivas macroeconómicas decorrentes da crise provocada pela Covid-19 serem ainda algo incertas, é possível observar que a volatilidade financeira de curto prazo diminuiu substancialmente durante o verão de 2020, com a concretização das intervenções do Banco Central Europeu e da União Europeia no sentido de estabilização dos mercados e de apoio à recuperação das economias.

Figura 2 - Evolução das *yields* das obrigações da Galp, REN e EDP de curto prazo – Tarifas GN 2020-2021



D. PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

A ERSE confirma que a importante variação entre o valor previsto de 2020 em Tarifas 2020 (61,33 EUR/MWh) e o agora estimado, também para 2020, reflete, em grande medida, os efeitos da pandemia da COVID-19 nos fatores que influenciam o custo médio de aquisição do CUR. De facto, estes efeitos tiveram um impacto muito significativo, que nem a estabilidade proporcionada pelo mecanismo de leilões de aprovisionamento do CUR pôde atenuar.

No entanto, a ERSE não quer deixar de salientar que os exercícios de previsão, para esta e para as outras variáveis, são realizados com base na informação disponível à data das mesmas, e apresentam as melhores estimativas face a essa mesma previsão.

É natural que os valores reais que se virão a verificar no futuro sejam diferentes das previsões e estimativas, por efeito de diversos fatores, quer não previstos, quer devido a evolução distinta de variáveis face ao que estava na base das previsões.

Como tal, mesmo sem o efeito extraordinário da pandemia, seria provável que os valores reais registados para as diferentes variáveis fossem diferentes do previsto, embora com uma magnitude menor.

E. TARIFAS REGULADAS EM 2021 NO CONTINENTE E NAS RA

E.1.2 Notas finais

O Conselho Tarifário alerta para o impacto que as medidas mitigadoras têm na evolução tarifária, em particular, na evolução das tarifas de acesso às redes.

Relativamente às medidas mitigadoras, os montantes previstos pela ERSE têm por base fontes de informação oficiais e escrutináveis, que são devidamente ponderadas, de modo a que o reconhecimento desses montantes em tarifas seja o mais possível aderente à realidade, dado o seu impacto significativo na evolução tarifária.

Porém, apesar dos esforços da ERSE em obter a informação mais atualizada perante as entidades responsáveis, por vezes, a concretização legislativa não ocorre até ao fecho do processo tarifário, o que pode justificar diferenças entre os montantes previstos e o que de facto foi verificado.

No entanto, importa também referir que o aumento das tarifas de acesso às redes em 2021 não se pode atribuir de forma tão veemente à diminuição das medidas mitigadoras ou a desvios das suas previsões. Com efeito, verifica-se que o total de medidas mitigadoras consideradas nas tarifas de 2021 (335 milhões de euros, na versão final, e 268 milhões de euros, na proposta tarifária enviada ao CT a 15 de outubro) é superior ao considerado nas tarifas de 2020 (254 milhões de euros).

Por outro lado, assinala-se que um dos efeitos mais preponderantes na evolução das tarifas de acesso às redes em 2021, decorre do decréscimo da procura de eletricidade resultante da crise pandémica da COVID-19. Recorde-se que a redução da procura observada em 2020 levou a uma queda substancial dos preços de mercado, com o conseqüente acréscimo do sobrecusto da PRE do ano 2020 (diferença entre o custo da PRE com FIT e a receita obtida pelo CUR com a colocação dessa produção em mercado) em cerca de 390 milhões (425 milhões de euros na proposta tarifária enviada ao CT) face ao previsto nas tarifas de 2020, montante que está repercutido nos ajustamentos t-1 das tarifas de 2021.

E.5. Tarifas do autoconsumo

O regime do autoconsumo, estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, tem subjacente a proximidade entre as instalações de utilização (IU) e as unidades de produção para autoconsumo (UPAC), embora seja possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, estejam ainda assim

interligadas através da RESP. É às situações em que a rede elétrica de serviço público (RESP) é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU que se aplicam as tarifas de acesso às redes.

Neste momento, os projetos de autoconsumo existentes são aqueles em que não há utilização da RESP. Esta será a situação usual de autoconsumo, tanto pela questão da efetiva proximidade referida acima, como por ser aquela em que os custos de investimento e de operação serão menores. Evitam-se, por exemplo, custos de ligação da UPAC à RESP e não há lugar ao pagamento de tarifas de acesso às redes pela energia autoconsumida. Mesmo no caso do autoconsumo coletivo, a partilha de energia produzida na UPAC utilizará, sempre que possível, a rede interna que interliga as IU (p.e. de um edifício de habitação). Só nos projetos em que tal não seja possível, se recorrerá à RESP.

Assim, a ERSE considera que, em 2021, a situação será próxima da atual, sendo que as situações de autoconsumo com utilização da RESP, a existirem, não terão materialidade suficiente para que as modalidades de isenção de CIEG, estabelecidas pelo Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, tenham repercussões nos preços das tarifas de acesso às redes a pagar pelos restantes utilizadores.

A ERSE, no âmbito do Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho, tem acesso à listagem dos projetos de autoconsumo beneficiários de isenção de CIEG. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) verifica as condições de elegibilidade e, no prazo de 5 dias úteis a contar da verificação das condições de elegibilidade, remete à ERSE uma listagem dos projetos de autoconsumo beneficiários da isenção. Isto permitirá à ERSE monitorizar muito de perto este assunto, e ir de encontro à preocupação do Conselho Tarifário, quantificando e avaliando os impactos desta medida nas tarifas de acesso às redes e na sustentabilidade financeira a longo prazo.

F. EVOLUÇÃO DOS CIEG

A ERSE reconhece que a evolução dos CIEG, principalmente o diferencial de custo da PRE e o sobrecusto dos CAE, tem um efeito significativo ao nível das tarifas de acesso às redes. No entanto, estas rubricas são influenciadas por fatores que estão fora da esfera de atuação da ERSE.

Nestes fatores podemos incluir as medidas mitigadoras decorrentes da legislação em vigor ou de decisões legislativas ou regulamentares do membro do Governo responsável pela área da Energia, cujo efeito ocorre não só no ano de tarifas em que estão a ser consideradas, mas também ao nível dos ajustamentos, que pode afetar a evolução da dívida tarifária através do mecanismo de diferimento do diferencial de custo da PRE.

Outro fator que influencia a evolução do diferencial de custo da PRE, é o sobrecusto do próprio ano, que decorre, por um lado, das previsões de produção e dos preços pagos a estes produtores, que definem o custo da compra da produção com remuneração garantida, e, por outro lado, dos preços de mercado (*spot*, leilões), que definem as receitas obtidas pelo CUR na venda desta produção.

Ambas as parcelas do sobrecusto da PRE do ano (compras e vendas) podem ser afetadas por ocorrências extraordinárias, como por exemplo efeitos climatéricos, que provocam oscilações na produção de origem renovável e conseqüentemente no custo da sua aquisição, ou alterações substanciais dos preços de mercado, como a observada no ano 2020, que provocam oscilações nas receitas das vendas.

Naturalmente, as alterações nos preços de mercado acima referidas afetam de modo muito similar a parcela de receita do sobrecusto dos CAE, embora neste caso as variações de produção, determinadas pelas condições de mercado de cada central, e a existência de um encargo fixo a pagar aos produtores com CAE, também sejam determinantes no valor final deste CIEG.

F.1. Diferencial do custo da PRE

O diferencial de custo da PRE repercutido nas tarifas de acesso às redes é fortemente influenciado por decisões legislativas, tanto no que respeita aos regimes de remuneração bonificados atribuídos aos produtores, como relativamente às medidas de sustentabilidade decididas pelo Governo com impacto neste CIEG.

Face aos montantes que esta rubrica assume e ao seu conseqüente impacto tarifário foi definido o mecanismo de diferimento, recentemente renovado, para possibilitar a sua aplicação até 2025, que permite atenuar o efeito tarifário em cada ano, diferindo parte do diferencial de custo da PRE para o futuro.

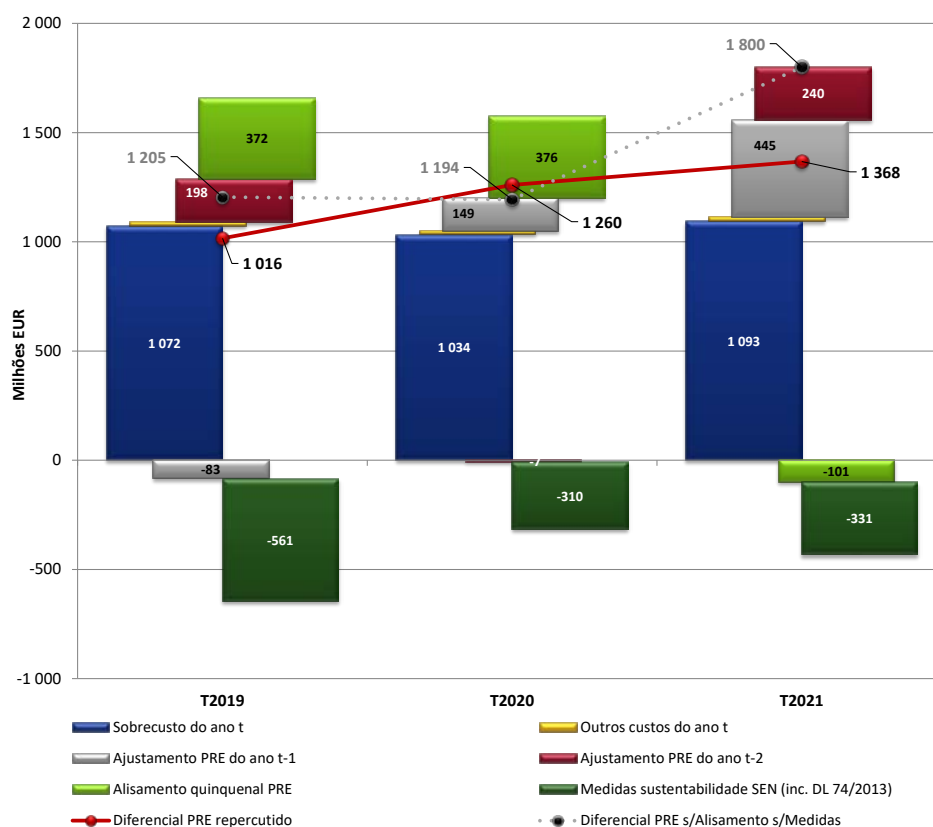
A figura seguinte ilustra as principais componentes do diferencial de custo da PRE nos exercícios tarifários de 2019, 2020 e 2021.

No caso do sobrecusto da PRE previsto para o ano de tarifas (ano t), observa-se que as variações não são significativas nestes 3 anos. Contudo, nota-se que a redução notória do custo unitário médio de aquisição da PRE com FIT prevista para 2021 (de 102,5€/MWh em tarifas 2020, para 90,8€/MWh na versão final das tarifas 2021), decorrentes da legislação em vigor, não tem reflexo no sobrecusto do ano 2021, devido a um decréscimo ainda mais acentuado do preço de referência para o cálculo do sobrecusto PRE com FIT (de 54,4€/MWh em tarifas 2020 para 42,1€/MWh).

Quanto aos ajustamentos, verifica-se que o seu peso no diferencial de custo da PRE tem um acréscimo substancial em 2021. Por um lado, o ajustamento de t-2 (fecho do ano de 2019) é fortemente afetado por medidas mitigadoras previstas e não concretizadas no ano de 2019, por outro lado, o ajustamento de t-1 (última estimativa para 2020) resulta, como já anteriormente referido, do decréscimo da procura de eletricidade em 2020 devido à crise pandémica da COVID-19, que provocou uma queda substancial dos preços de mercado e, conseqüente, um acréscimo do sobrecusto da PRE do ano 2020.

Em sentido contrário, o efeito do mecanismo de diferimento permitiu uma redução substancial do diferencial de custo da PRE a recuperar em 2021.

Figura 3 – Diferencial do custo da PRE



Face aos condicionalismos externos que impendem atualmente sobre o diferencial de custo da PRE, a evolução perspetivada para este CIEG, que se reflete no imediato nas tarifas de acesso às redes e na dívida tarifária de 2021, não deverão afetar de modo crítico a sustentabilidade económica e financeira do SEN.

F.2. Custos dos CMEC

Conforme previsto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a revisibilidade anual dos CMEC está sujeita a homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. Só após esse ato é que os valores definitivos da revisibilidade são apurados e podem ser considerados nas tarifas.

Assim, e no caso particular da revisibilidade anual de 2017 (que apenas abrange o primeiro semestre desse ano), uma vez que ainda não é do conhecimento da ERSE a homologação do valor final, o valor definitivo desse montante não pode ser considerado nas tarifas.

H. FONTES DE FINANCIAMENTO DO SEN/MEDIDAS MITIGADORAS

O Conselho Tarifário menciona nos seus comentários a importância que a concretização das medidas mitigadoras assume na evolução dos proveitos permitidos, não só do próprio ano como também em ajustamentos com efeitos em anos posteriores. Realça, igualmente, o papel da ERSE na forma de apresentação e divulgação do nível de concretização daquelas medidas.

Neste particular, importa recordar que a atuação da ERSE passa sempre por um processo de análise e averiguação junto das autoridades competentes, quando aplicável, da qual resulta a previsão que se considera mais adequada para determinada medida em particular. Além disso, relativamente às medidas para as quais a ERSE tem competências para o seu cálculo, o mesmo baseia-se na legislação aplicável e nas melhores estimativas para os fatores que o influenciam. No entanto, e apesar dos esforços envidados pela ERSE no sentido de considerar em tarifas de cada ano a melhor previsão dos valores das medidas mitigadoras, a publicação do suporte legal para alguns daqueles valores nem sempre se concretiza com a antecedência necessária à finalização do processo tarifário.

O quadro que resume as medidas mitigadoras, bem como a sua concretização face às previsões iniciais, será incluído no documento “Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” a publicar em 15 de dezembro, com a informação constante da tabela que se segue.

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A:
 “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”

Quadro 1 - Medidas mitigadoras

			Unidade: Milhares de euros		
	2 019	2019T	2020E	2020T	2021T
Revisão do mecanismo previsto no DL 74/2013	17 890	41 000	26 400	56 192	30 200
Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	153 551	163 362	140 000	149 687	153 090
Compensação dos produtores eólicos resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial	28 148	27 416	27 097	27 387	0
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio	155 594	154 000	61 734	51 966	140 624
Receitas adicionais no âmbito do CELE		35 000			
50% receita gerada pela tributação dos produtos petrolíferos em sede de ISP e adicionamento de CO2	0	0	1 694	10 896	750
Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	0	0	5 788	13 834	6 009
Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	0	140 000	0	0	0
Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção , para energia solar fotovoltaica	0	0	0	0	473
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução no sobrecusto CAE					44 242
Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle					72 900
Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento					14 156
TOTAL medidas de contenção tarifária	355 183	560 777	262 713	309 961	462 444

I. MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013

A determinação dos valores previsionais em sede de exercício tarifário para 2021, relativamente ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, considerou, na proposta efetuada pela ERSE, a melhor informação disponível à data de preparação da mesma. Nesse sentido, a ERSE não poderia deixar de considerar a abordagem seguida no Despacho

n.º 10177/2020, de 22 de outubro, em que são estabelecidos os valores da compensação final a aplicar para o ano de 2019, considerando-se o regime de ISP como o único evento extramercado de ordem interna ao SEN.

A opção da ERSE está, de resto, alinhada com a metodologia seguida nos anteriores exercícios tarifários, sendo de realçar que a mesma pretende assegurar a maior previsibilidade e a estabilidade tarifária decorrente da estimação de valores afetos ao mecanismo de equilíbrio concorrencial no mercado grossista de eletricidade.

Importa, ainda, referir que o Despacho n.º 6 740/2020, de 30 de junho, que estabelece os valores de pagamentos por conta para 2020, refere no seu n.º 2, que o valor apurado, de 2,24 Euro/MWh, deve ser aplicado a “(...) todos os produtores de energia elétrica que explorem centros eletroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, com exceção dos centros eletroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados.”. Ora, na redação do mesmo Despacho, a referência a eventos extramercado de ordem interna ao SEN apenas surge no preâmbulo, referindo-se a estes como estando identificados, sem, contudo, determinar quais vigoram. Neste quadro, não poderia a ERSE considerar outra opção que não a última interpretação dada à consideração efetiva de valores para cálculo de proveitos tarifários, o que veio a suceder com o Despacho n.º 10 177/2020, de 22 de outubro.

J. ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO

J.1. Aditividade Tarifária

No que se refere à dúvida levantada pelo Conselho Tarifário relativamente à Figura 4-4 do documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021», a ERSE confirma que a informação apresentada está correta. Para clarificar a questão importa ter em conta a nota adicional pertencente à Figura 4-4¹. De acordo com a nota indicada, as variações apresentadas na figura são determinadas face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020, o que se estende tanto às variações apresentadas para a tarifa transitória como às variações para a tarifa aditiva. Isto é, também a variação percentual apresentada para a tarifa aditiva toma como ponto de partida a tarifa transitória do ano anterior. A dúvida do CT sugere que este estava a interpretar a variação da tarifa aditiva como sendo calculada face à tarifa aditiva do ano anterior.

¹ A nota da figura refere o seguinte: «*Variações calculadas face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020.*»

Refira-se que a abordagem utilizada pela ERSE tem sido o modelo adotado em publicações anteriores. Esta abordagem tem o mérito de identificar situações de plena aditividade tarifária como as situações em que as variações da tarifa transitória e da tarifa aditiva são iguais, quando medidas face ao mesmo ponto de partida (aqui: tarifa transitória do ano anterior). Tomando boa nota do comentário do CT, julga-se pertinente clarificar a nota da figura para não se suscitarem dúvidas semelhantes no futuro².

Ainda em matéria de aditividade tarifária, o CT recomenda que a «ERSE proceda aos ajustamentos necessários para minimizar o agravamento das distorções na preparação das Tarifas finais ...». Neste capítulo importa destacar que a proposta de tarifas da ERSE já procedeu a ajustamentos significativos quando comparada com exercícios tarifários anteriores. Enquanto que nos exercícios tarifários anteriores a regra tem sido de limitar as variações máximas preço-a-preço, de acordo com um limiar percentual igual para todos os preços, nesta proposta de tarifas a opção foi de permitir a repercussão na íntegra do aumento no termo de potência da tarifa de Acesso às Redes. Isto justifica-se especialmente num contexto em que várias opções tarifárias em BTN apresentam termos de potência abaixo do preço da tarifa aditiva. Acresce que neste ano, com uma grande amplitude de variações de preços, em particular no termo de potência, torna-se necessariamente mais difícil obter melhorias de aditividade tarifária.

A título informativo, sublinha-se que esta proposta tarifária incluiu um novo indicador na análise da convergência das tarifas transitórias e das tarifas de venda a clientes finais, apresentando uma decomposição entre preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva, ponderando os resultados pelo peso em receitas de cada opção tarifária.³

No caso das tarifas transitórias conclui-se que a proposta tarifária para o ano 2021 resultava para a globalidade de BTN em Portugal continental em preços da tarifa transitória acima da tarifa aditiva equivalente a 1,7% das receitas, sendo essa diferença compensada com preços abaixo da tarifa aditiva com um valor equivalente de -1,7%, preservando assim a aditividade tarifária em termos médios. Este registo para 2021 é superior ao intervalo de valores para o ano 2020 ($\pm 1,5\%$). Caso a ERSE tivesse optado por uma estabilidade tarifária máxima, interpretada como impondo a todos os preços em BTN a mesma variação face ao ano anterior, este indicador teria piorado em 2021 para um intervalo de $\pm 3,0\%$. Logo, a análise

² A nova redação proposta é: «*Variações para a tarifa transitória e para a tarifa aditiva são face à tarifa transitória em vigor no final do ano 2020.*»

³ Para Portugal continental: Figura 4-3 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021».

deste indicador permite ter uma ordem de grandeza do ajustamento já conseguido com a proposta tarifária apresentada ao CT.

J.2. Convergência tarifária das RA para a tarifa aditiva

A ERSE toma boa nota do reconhecimento do Conselho Tarifário relativamente à aditividade tarifária conseguida nas Regiões Autónomas, nomeadamente em termos de preço médio nos níveis MT, BTE e BTN.

No que respeita à recomendação do CT para se prosseguir com ajustamentos que minimizem as distorções face à tarifa aditiva, nomeadamente em BTN, é preciso salientar que fruto das variações distintas em alguns preços é difícil evitar um ligeiro agravamento das distorções, tal como se viu no caso das tarifas transitórias em Portugal continental (ver resposta à secção J.1). As variações distintas decorrem dos comportamentos em sentido contrário entre a tarifa de Acesso às Redes (com aumentos nos termos de energia e de potência) e a tarifa de energia (com reduções nos termos de energia).

Nesta matéria importa também destacar um novo indicador para avaliar o grau de aditividade tarifária, o qual passou este ano a integrar o pacote documental das decisões tarifárias⁴. O indicador, designado por «decomposição da distância da TVCF face à tarifa aditiva», mede o peso dos preços que estão desalinhados com a tarifa aditiva em termos de recuperação de receitas, separando as situações de preços acima e de preços abaixo da tarifa aditiva. Uma vez que a aditividade tarifária já se encontra assegurada nas Regiões Autónomas como um todo, este novo indicador apresenta um intervalo com limites simétricos ($\pm X\%$). O quadro seguinte apresenta o novo indicador para três cenários diferentes, a saber: [A] Tarifas do ano 2020, [B] Proposta de 15 de outubro para as Tarifas do ano 2021, [C] Proposta de 15 de outubro para as Tarifas do ano 2021 impondo variações uniformes nos preços de cada Região Autónoma⁵.

⁴ Incluído no capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico».

⁵ Este último cenário representa um cenário alternativa que corresponde a uma estabilidade tarifária máxima da estrutura de preços, na medida que todos os preços variam de forma uniforme.

Quadro 2 - Decomposição da distância da TVCF face à tarifa aditiva, em preços acima e preços abaixo da tarifa aditiva

	[A] Tarifas 2020	[B] Tarifas 2021 (proposta de 15-outubro)	[C] Tarifas 2021 (proposta de 15-outubro com variações uniformes)
Região Autónoma dos Açores	± 3,1%	± 2,0%	± 3,5%
Região Autónoma da Madeira	± 3,1%	± 1,9%	± 3,4%

Nota: O cenário [C] equivale à proposta tarifária de 15 de outubro para as Tarifas 2021, assumindo que todos os preços nas TVCF variam de forma uniforme dentro de cada Região Autónoma.

Observa-se que a proposta de Tarifas para o ano 2021 reduz a falta de aditividade tarifária em aproximadamente um terço face à situação das Tarifas em 2020. Caso a ERSE tivesse realizado uma interpretação muito estrita de estabilidade tarifária, impondo variações uniformes em todos os preços de cada Região Autónoma, a aditividade tarifária nas duas regiões teria piorado face ao ano anterior. A comparação entre os cenários [A] e [C] reforça o argumento de que a variabilidade dos preços que decorre da tarifa de Acesso às Redes e da tarifa de Energia dificulta o processo de aditividade tarifária.

K. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

O reconhecimento pelo Conselho Tarifário da adequação do nível do consumo estimado pela ERSE para 2020 é reforçado pelos dados mais recentes disponibilizados pela REN, que mostram que a variação homologa do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%, idêntica à variação proposta pela ERSE para a globalidade do ano 2020. Por este motivo, a ERSE entende que deve manter a estimativa do consumo para 2020 constante na proposta tarifária.

Para o ano de 2021, assinala-se que a retoma da atividade económica poderá vir a ser influenciada pelo maior ou menor controlo da pandemia da COVID-19 através da vacinação, devendo a evolução do consumo de eletricidade reagir de modo similar. A ERSE optou por manter a previsão do consumo para 2021 constante na proposta tarifária, por persistir uma grande incerteza a nível europeu e mundial.

L. REGRESSO AO MERCADO REGULADO

O regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas foi criado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro. No presente momento, considerando a extensão do período transitório das tarifas reguladas para fornecimentos em BTN, até 2025, também o regime equiparado se mantém em vigor e em aplicação.

A abrangência do regime equiparado tem sido, no que respeita à transição para mercado regulado estritamente decorrente da existência daquele regime, bastante reduzido em termos proporcionais.

Contudo, a ERSE considera que o alargamento do prazo de conhecimento quanto ao tratamento legal da situação que venha a ocorrer em final de 2025, quando termina o período transitório legalmente estabelecido, pode continuar a conduzir a alguma indefinição que se pode refletir, desde logo, na decisão de mudança do mercado regulado para contexto de mercado livre. Mais uma vez, e por essa razão se refere a previsível observação de um abrandamento do ritmo de mudança entre estes dois segmentos de mercado.

Por outro lado, embora reconhecendo a pertinência do comentário efetuado, a ERSE relembra que a informação obrigatória na fatura, desde logo relativamente a diferenciais de preço entre tarifa de mercado regulado e tarifa do comercializador em regime de mercado, de acordo com o previsto na referida portaria, pode sinalizar de forma mais direta o interesse do cliente em migrar para uma tarifa de mercado, dependendo do preço do próprio comercializador e das condições de formação do preço regulado.

Por fim, e sem prejuízo do acompanhamento feito mensalmente e divulgado nos relatórios do mercado retalhista, a ERSE regista o interesse em concretizar um balanço, mais global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias e consequente retorno ao mercado regulado.

Neste sentido, a ERSE não deixará de ponderar a desagregação da informação relativa ao processo de migração de clientes entre o mercado e os CUR – que, no quadro de informação atual, não é possível de se concretizar –, de modo a explicitar os efeitos na operação de mercado da possibilidade legal de regresso ao CUR.

Cabe, todavia, referir que da informação mensal disponibilizada pela ERSE, se pode extrair que o número total de consumidores que abandona o regime de mercado para estabelecer contrato com um CUR é manifestamente reduzido, quer em termos absolutos, quer em termos relativos quando comparado com o número de consumidores que efetua uma mudança de sentido inverso – a título de exemplo, no relatório mensal relativo a setembro de 2020, pode constatar-se que o número de clientes que migra do regime de

tarifa de mercado para uma tarifa de CUR se situa em cerca de 2,8% do número de clientes que efetuam o trajeto inverso⁶.

M. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

A divulgação de informação sobre o mercado energético e a comunicação clara e dirigida a todos os consumidores tem sido um dos objetivos da ERSE.

Atualmente a ERSE disponibiliza 11 boletins temáticos, com periodicidade regular, que em conjunto com as ferramentas de simulação, as questões mais frequentes, dicas e anotes proporcionam a todos os consumidores, um repositório de informação atual, fiável e acessível para apoio das suas decisões.

De salientar, ainda, a divulgação de informação temática sobre as alterações legislativas com impacto nos consumidores, como por exemplo, a alteração do IVA e do alargamento das condições de acesso à tarifa social, visando a criação de elementos informativos úteis e acessíveis a todos.

Finalmente, importa sublinhar que a ERSE garantirá o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas do CUR, desde que geridas de forma eficiente, tal como estabelecido nos seus estatutos, o que subentende a recuperação através das tarifas de custos adequados para a realização dessas atividades.

N. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

A ERSE considera, tal como o Conselho Tarifário, que é fundamental o acompanhamento da evolução do número de consumidores no mercado livre e o esclarecimento de todos os consumidores.

É nesse sentido que elabora, mensalmente, o Boletim do mercado liberalizado, onde apresenta a evolução do número de consumidores no mercado livre, bem como o consumo efetuado por estes. Elaborar, também, um relatório anual do mercado retalhista onde apresenta números anuais com essa evolução e análise.

Ainda sobre o esclarecimento dos consumidores e sua capacitação, nomeadamente aquele que seja relativo à existência de simuladores que lhes permitem avaliar as várias ofertas comerciais disponíveis, o RRC publicado recentemente prevê que, como informação a incluir na fatura, conste informação sobre

⁶ Vide, Boletim do Mercado Liberalizado, acessível em <https://www.erse.pt/media/52ynbcqg/ml-ele-set-2020.pdf>, pág. 3, na tabela que apresenta a síntese de mudanças de comercializador e em que se identificam 5448 clientes em saída da carteira do CUR para uma carteira de comercializador em mercado e 152 em opção inversa.

ofertas de energia considerando-se, para o efeito, hiperligações para os simuladores de preço disponibilizados pela ERSE e pelo Operador Logístico da Mudança de Comercializador e para o simulador de rotulagem de energia.

É ainda incluída a informação na fatura com o diferencial de preços entre o valor da fatura do cliente e aquele que pagaria caso optasse pela tarifa do comercializador de último recurso.

O. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DE 2019 E 2020 A REFLETIR EM 2021

O.2.2. Atividade de Transporte de Energia Elétrica

O incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI) apresenta características inovadoras face aos restantes incentivos aplicados pela ERSE. Foi concebido em 2017 e implementado, pela primeira vez, durante o período regulatório de 2018 a 2020. Este incentivo tem uma forte dimensão prospetiva, muito dependente da evolução das grandezas económicas e físicas, utilizadas na sua parametrização para os três anos que estava previsto durar o período regulatório.

Nessa altura, para além da introdução de eventuais melhorias nas grandezas envolvidas, antecipava-se que em 2020, após 3 anos da sua aplicação, se iriam rever os parâmetros, de modo a refletir e partilhar com os consumidores, nos anos seguintes da sua aplicação, as melhorias de desempenho do operador de rede que o incentivo tivesse permitido. Esta situação não se verifica de forma tão expressiva em nenhum outro mecanismo regulatório com impacte nos proveitos, que esteja atualmente em vigor.

A decisão regulatória tomada pela ERSE, colocada na proposta tarifária de 15 de outubro, sobre a aplicação deste incentivo durante o ano de 2021, ponderou todas estas circunstâncias. A ERSE concluiu que, não havendo lugar a nova parametrização para avaliar o desempenho do operador de rede durante o ano de 2021, a decisão mais equilibrada será atribuir-lhe o valor médio dos proveitos adicionais que o incentivo lhe proporcionou durante os 3 anos, previstos originalmente para o período regulatório. Nas circunstâncias específicas deste incentivo, concluiu-se que nem seria admissível não lhe atribuir, pelo menos, este valor médio do incentivo, como também não seria razoável impor que os consumidores pagassem mais do que esse valor.

Assim, a ERSE considera que a sua decisão sobre a aplicação do incentivo à racionalização económica dos investimentos para o ano de 2021, que se mantém inalterada, é adequada às circunstâncias particulares em que este incentivo seria calculado nesse ano.

Adicionalmente, não vislumbra que esta decisão seja indutora de instabilidade regulatória, mas, pelo contrário, que a mesma evite que o prolongamento extraordinário de parâmetros, devido à crise pandémica, permita benefícios ou penalizações inesperadas às atividades reguladas ou aos consumidores.

Registe-se, no entanto, que o incentivo será aplicado nos três anos do período para o qual foi desenhado, 2018 a 2020, na formulação inicial, pelo que o valor definitivo relativo a 2020 será considerado nas tarifas de 2022, em sede de ajustamentos.

O ano de 2021 serve, assim, de ano de transição na aplicação deste incentivo inovador, permitindo uma melhor avaliação da sua implementação no período 2018 a 2020, antes do novo período regulatório que se iniciará em 2022.

O.4. Perdas

A ERSE institui, há muito, um incentivo para a redução de perdas, a que o Operador da Rede de Distribuição está sujeito (e que o Conselho Tarifário recupera na figura 4-11 do seu Parecer).

Todavia, em Portugal regista-se, efetivamente, a persistência de níveis de perdas significativamente acima do nível médio europeu⁷. Este facto pode ser explicado e atribuído a um conjunto de razões.

O furto e a fraude de energia são problemas complexos que, efetivamente, explicam em parte, embora não totalmente, o nível de perdas.

O Operador da Rede de Distribuição dispõe, na verdade, de meios legais e regulamentares para proceder à inspeção das instalações elétricas e tomar medidas. Através do exercício dos seus direitos, o operador pode vir a ver-lhe reconhecido o ressarcimento de danos em que haja incorrido com a fraude e o furto de energia.

Nesse âmbito, a EDP Distribuição dispõe, designadamente, de um Centro Integrado de Supervisão e Operação, cujo custo foi em boa medida suportado pelas tarifas de eletricidade, que desenvolve competências e práticas, no âmbito dos serviços digitais críticos no negócio da distribuição de energia, que promove a performance, integridade e melhoria contínua dos serviços e infraestruturas da EDP

⁷ Cfr. “Identifying Energy Efficiency improvements and saving potential in energy networks, including analysis of the value of demand response”, estudo elaborado pela Tractebel Engineering e pela Ecofys, a pedido da Comissão Europeia, disponível em https://ec.europa.eu/energy/studies/identifying-energy-efficiency-improvements-and-saving-potential-energy-networks-and-demand_en.

Distribuição. Este Centro foi concebido para permitir uma ação proativa e permanente, recorrendo a ferramentas especializadas e ao desenvolvimento de processos de gestão e operação que visam a adoção das melhores práticas, seguindo orientações dos principais modelos de referência em termos de qualidade de serviço.

Paralelamente, reconhece-se que a legislação atualmente em vigor (designadamente, o Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro) foi elaborada num contexto de organização e funcionamento do setor elétrico com exigências e natureza diferentes das atuais. Por esse motivo, em outubro deste ano, após a realização de workshops com diferentes *stakeholders*, a ERSE enviou proposta ao Governo para alteração do quadro jurídico da apropriação ilícita de energia. Reconhecendo o impacto negativo do furto e fraude de energia, um dos objetivos da proposta consiste em estabelecer consequências mais dissuasoras da prática de apropriação ilícita de energia.

No Parecer do CT faz-se ainda referência ao facto de, nos últimos anos, o valor de perdas se ter vindo a situar na zona correspondente ao pagamento de penalidade (cf. ponto 6). Segundo o CT, *“o atual enquadramento legislativo e regulamentar não penaliza, nem sequer desincentiva a fraude e o furto de energia elétrica, podendo até conferir ganhos económicos a quem os pratique”*. Adicionalmente, tal pode resultar em *“prejuízos para os consumidores cumpridores”* e ser potenciador de concorrência desleal, caso os comercializadores aumentem os preços sobre esses mesmos consumidores cumpridores (cf. ponto 9). O CT conclui instando a ERSE a melhorar o enquadramento regulamentar e a sensibilizar o legislador sobre a questão (cf. ponto 11).

Em termos regulamentares, a ERSE prevê a revisão do mecanismo de incentivo à redução de perdas e dos seus parâmetros em todos os períodos de regulação, pelo que a sua próxima revisão, que deverá ocorrer durante o próximo ano, vai permitir discutir, refletir e melhorar o enquadramento regulamentar que rege o incentivo, tal como solicitado pelo CT.

O.5. Taxa de remuneração da atividade e sua evolução

O cálculo da taxa de remuneração aplicável a cada ano de tarifas baseia-se numa série de parâmetros que são definidos no início de cada período regulatório, com base na melhor informação disponível e refletindo as condições de mercado à data. Esse cálculo inclui um mecanismo de indexação que permite, dentro de determinados limites (o *cap* e o *floor*), adaptar o valor definido no início do período às condições de mercado efetivamente registadas em cada ano.

Ou seja, por construção, a taxa de remuneração aplicável à atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) em 2021 é a adequada, tendo em conta os parâmetros definidos para o atual período regulatório e a evolução recente das *yields* das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos.

Para o período regulatório do setor elétrico que se inicia em 2022, a ERSE definirá os novos parâmetros para o cálculo da taxa de remuneração, avaliando o risco das atividades reguladas da empresa e incorporando as condições de mercado conhecidas na altura.

O.7. Devolução de receita da utilização de apoios BT

Relativamente à devolução às tarifas de proveitos suplementares com aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, nos próximos exercícios tarifários a ERSE continuará a avaliar os ganhos reais obtidos pelos operadores com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, com vista à sua devolução aos consumidores.

Em paralelo, a ERSE continua a colaborar com a ANACOM com o objetivo de definir uma metodologia de cálculo da contrapartida a pagar pelos operadores de telecomunicações, bem como o enquadramento regulatório definitivo aplicável a esta questão.

Nos termos do n.º 4 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 92/2017, de 31 de julho), compete à ANACOM aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas detidas ou geridas pelas entidades identificadas no seu artigo 2.º, entre as quais se encontram os operadores das redes de distribuição.

Em janeiro de 2020, a ANACOM colocou em consulta pública um projeto de regulamento sobre a metodologia para remuneração pelo acesso e utilização de infraestruturas, embora ainda não tenha sido publicada a decisão final. A ERSE aguarda, também, a receção de uma proposta formalizada que lhe seja dirigida pela ANACOM, para que a ERSE, nos termos e para os efeitos do artigo 19.º, n.º 4, conjugado com o n.º 3 do artigo 4.º, do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na redação vigente, possa vir a emitir o seu parecer vinculativo.

A ERSE entende que essa metodologia deverá garantir a não transferência de custos do setor das telecomunicações para o setor elétrico, considerando a repartição da remuneração entre concedentes, concessionários e consumidores através das tarifas.

O.8. Comercializador de último recurso

O Parecer do Conselho Tarifário, a respeito da evolução do número de clientes abrangidos pela tarifa regulada, parte do pressuposto que a ERSE considera que os dois clientes em AT ainda abastecidos no mercado regulado migram para o mercado livre até ao final do ano em curso, aquando da extinção das TTVCF de AT em 2021, em cumprimento do disposto no quadro legal que regula a liberalização do mercado de eletricidade.

A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, estabelece, de facto, a obrigatoriedade de os CUR continuarem a fornecer os clientes abastecidos em AT que, até 31 de dezembro de 2020, não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre.

Aquando da extinção das tarifas em MAT, os clientes fornecidos neste nível de tensão que optaram por não transitar para o mercado livre, aplicou-se-lhes a tarifa em AT do mercado regulado, mantendo-se esses clientes na carteira do CUR até à atualidade.

A ERSE, à semelhança do sucedido no passado, não previu a passagem destes clientes faturados em AT para o mercado livre, na medida em que tal decorre de opção dos próprios clientes e não de regime que permita alocá-lo a um dos múltiplos comercializadores de mercado. Em todo o caso, existindo custos acrescidos com a aplicação do novo referencial de tarifa, espera-se que tal constitua um incentivo para que estes clientes transitem para o mercado livre.

Nos termos do n.º 1 do artigo 6.º do mencionado Decreto-Lei, *“Os comercializadores de último recurso devem, até data a definir mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento”*. Vigora atualmente a obrigação de fornecimento até ao final do corrente ano.

Caso este pressuposto venha a ser alterado, a solução historicamente aceite passa por fazer aplicar a tarifa mais próxima de entre as aplicáveis pelo comercializador de último recurso, informando o consumidor em causa. Desta forma, extinta a tarifa de AT, havendo ainda consumidores a serem abastecidos pelo CUR naquele nível de tensão, aplicar-se-á a tarifa em MT.

O.9. Proveitos das empresas reguladas das RA

Custos de referência para a aquisição de combustíveis - Metodologia regulatória aplicada às empresas reguladas das RA

Os novos aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados nas Regiões Autónomas levaram a ERSE a adjudicar um novo estudo que servirá de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, a aplicar para o período regulatório a iniciar em 2022.

Na atualização do estudo, as alterações ocorridas ao nível das condições de fornecimento de combustíveis a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o seu equilíbrio económico-financeiro, serão tidas em conta.

Recorde-se, mais uma vez, que as metodologias englobadas na regulação por incentivos pretendem conduzir as empresas a desenvolverem os processos mais eficientes e a tomar as decisões economicamente mais racionais com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade dos seus processos, deixando margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos. Deste modo, a regulação por incentivos, contrariamente à regulação por custos aceites, não pressupõe que exista uma equivalência direta entre os custos ocorridos e os proveitos definidos pelo regulador.

O.10. Operadores de Rede Exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT)

Como já expresso em anteriores documentos, a ERSE reconhece a necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT.

Contudo, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associado à possibilidade de participação futura de novos agentes na atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.

Nos termos do Despacho n.º 11814/2020, de 30 de novembro, foi criado um grupo de trabalho para a elaboração dos projetos de peças do procedimento, programa do concurso tipo e caderno de encargos

tipo, dos concursos de atribuição das concessões municipais de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, o qual deverá concluir a sua tarefa no prazo de 4 meses (até 31 de março de 2021).

Face ao exposto, a ERSE aguardará o resultado do concurso e da definição legal das concessões em BT para promover as alterações regulamentares necessárias.

De salientar, ainda assim, que as alterações preconizadas pela ERSE na aprovação das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos ORD BT vieram garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permitiu ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT no que respeita à faturação das tarifas de acesso às redes, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia pelo CUR exclusivamente em BT.

A implementação gradual deste modelo foi efetuada com o objetivo de garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes exclusivamente em BT. A ERSE reitera que havendo dificuldades a este nível, os operadores de redes exclusivamente em BT deverão apresentar atempadamente a situação à ERSE, com toda a documentação e informação relevantes para uma adequada análise pela ERSE, de modo a que esta tarifa de acesso às redes para operadores de redes exclusivamente em BT, seja aperfeiçoada em função do universo de consumidores, garantindo-se o equilíbrio económico-financeiro. De notar que nenhum operador da rede exclusivamente em BT apresentou à ERSE a informação necessária para a realização da análise pela ERSE.

P. GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS NO SEN

Relativamente ao repasse tarifário dos custos de operação da gestão integrada de garantias, a ERSE reitera a posição assumida na Consulta Pública n.º 80, que antecipou a publicação da Diretiva 2/2002, de 14 de fevereiro. A ERSE procurará assegurar a neutralidade tarifária da atividade de gestão integrada de garantias, tendo em conta que a realização desta atividade por uma entidade autónoma beneficia os operadores de rede porque liberta recursos que atualmente são alocados a esta atividade. Considerando as metodologias regulatórias em vigor, esse objetivo acautelará o respeito pelo princípio do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas quando desempenhadas de forma eficiente.

Q. PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

No contexto dos preços dos serviços regulados, identifica-se a necessidade de ação ou de clarificação por parte da ERSE relativamente aos seguintes pontos mencionados no Parecer do Conselho Tarifário:

1. Recomendação de reformulação do quadro 6-25 (relativo à proposta da E-Redes para 2021 de preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão), por não se afigurar correta a comparação da evolução de preços, dadas as diferenças técnicas dos equipamentos em análise;
2. Sugestão de clarificação do racional adotado para extrapolação direta, do continente para as regiões autónomas, dos custos dos equipamentos de medição inteligentes a adquirir pelos autoconsumidores aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão;
3. Manifestação de alguma apreensão com os aumentos previstos para intervenções ao nível do ponto de alimentação, intervenções técnicas especiais ao nível do ramal e restabelecimento urgente de fornecimento, atentas as circunstâncias presentes, que fazem prever cenários futuros de desgaste social e económico e ruturas financeiras das famílias.

Em relação ao ponto 1., a ERSE manifesta a sua concordância com a recomendação do CT, reconhecendo que a estrutura do quadro 6-25, se desacoplada da devida leitura do enquadramento que o precede, pode induzir em erro, na justa medida em que os preços relativos a 2020 assentam em equipamentos de medição com tecnologia PLC e os preços relativos a 2021 em equipamentos de medição com tecnologia GPRS.

Deste modo, procedeu-se à alteração do quadro 6-25, eliminando as colunas com os preços em vigor em 2020 e com a variação percentual e, no mesmo sentido, adaptou-se o texto introdutório, de modo a deixar inequívoco que se tratam de preços distintos de equipamentos e funcionalidades também distintas.

Relativamente ao ponto 2., importa notar que o racional que determina a instalação de contadores com tecnologia GPRS é válido para as regiões autónomas, da mesma forma que para o continente.

Por outro lado, não se afigura expectável que os operadores das redes das regiões autónomas possam beneficiar de preços de aquisição mais competitivos que os apresentados pela E-Redes, atentas as evidentes diferenças de escala.

Finalmente, e recordando que os operadores das redes das regiões autónomas não apresentaram propostas de preços para estes equipamentos com o enquadramento dado pelo Regulamento do Autoconsumo de energia eléctrica (RAC), cabe referir que este preço é de vigência anual, num contexto de aplicação a um regime jurídico e regulamentar que só estará completo durante o 1.º trimestre de 2021, com a entrada em vigor da reformulação do RAC.

Nesta medida, antecipa-se reduzida materialidade de aplicação deste preço, em particular nas regiões autónomas – com efeito, de acordo com a própria E-Redes, até à data, apenas 664 autoconsumidores pagaram este preço regulado (que vigora desde o início de 2020). O exercício de fixação do preço regulado para o ano de 2022 deverá assim beneficiar de outra estabilidade e experiência do quadro normativo, bem como de propostas fundamentadas por parte de todos os operadores das redes.

Por último, acerca do ponto 3., não se pode deixar de reconhecer que a opção de fixação de preços dos serviços regulados tendencialmente aderentes aos custos de prestação desses serviços não tem apenas impacto quando a diferença entre preços e custos é significativa (exemplo disso é o adicional para reposição urgente de fornecimento, na BTN), tem-no igualmente quando a variação anual desses custos é expressiva (como sucede este ano para as intervenções técnicas especiais ao nível do ramal).

Importa ainda referir que, em relação às intervenções ao nível do ponto de alimentação, o aumento proposto é de 0,2%. Em todo o caso, para a BTN, continua a ser adotada a restrição de variação máxima interanual limitada a 5% que, para efeitos da proposta para o ano de 2021, só foi necessária ativar para 4 preços a vigorar (de entre os cerca de 50 preços aprovados para a BTN), todos aplicáveis a Portugal continental, a saber: 2 preços relativos à leitura extraordinária, preço das intervenções técnicas ao nível do ramal para chegadas aéreas e adicional para restabelecimento urgente do fornecimento.

R. QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

As características da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam.

Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, monitorizando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

S. DIVERSOS

O Conselho Tarifário reconhece que o IVA na fatura da eletricidade, a Contribuição Audiovisual (CAV) e os Saldos de Gerência são matérias em que a ERSE não tem poderes de intervenção diretos e imediatos.

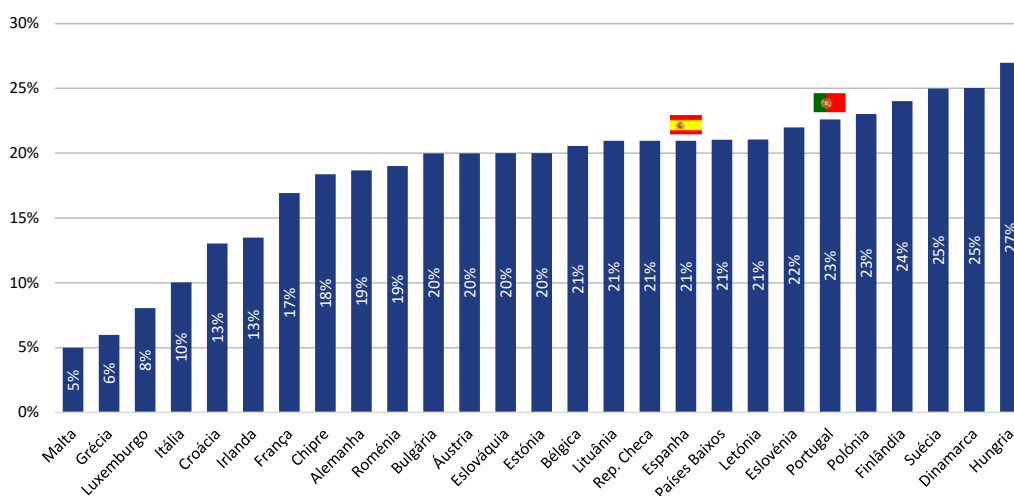
A ERSE reforça que exerce as suas competências e, para além de formular propostas, sempre que existe impulso legislativo, emana os pareceres que lhe são solicitados ao abrigo do dever de cooperação previsto legalmente.

S.1. Taxa de IVA na fatura de eletricidade

A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

Conforme se observa na figura seguinte, que apresenta o IVA aplicável nos fornecimentos de eletricidade nos vários países da União Europeia (UE 27), na banda de consumo mais representativa em Portugal para os consumidores domésticos⁸, no 1.º semestre de 2020, Portugal encontra-se entre os países da UE com a taxa de IVA mais elevada. Importa salientar que o valor apresentado para Portugal já considera o efeito da taxa de IVA reduzida para a componente fixa da tarifa de acesso às redes, sendo o valor da taxa de IVA nesta banda de consumo de 22,6%.

Figura -4 - Taxa de IVA aplicável ao fornecimento de eletricidade na UE 27 – banda DC



Fonte: cálculos ERSE com base na informação disponível na [base de dados do Eurostat](#) (consulta a 20 de novembro de 2020).

⁸ A banda de consumo mais representativa é a DC, que apresenta um consumo anual entre 2 500 kWh e 5 000 kWh.

De acordo com a informação publicada pela Comissão Europeia⁹, a maioria dos países da UE (28) aplica a taxa de IVA máxima ao fornecimento de energia elétrica (entre 19% e 27%). No conjunto de 28 países da UE apenas 4 países aplicam taxas reduzidas de IVA ao fornecimento de eletricidade, situadas entre os 5% e 10%. França, Croácia e Reino Unido, apresentam múltiplas taxas de IVA.

Em Portugal, desde 1 de dezembro de 2020, podem ser aplicadas três taxas de IVA na fatura de eletricidade.

1. A taxa de IVA reduzida é aplicada:
 - a) À componente fixa (de potência) da tarifa de acesso às redes, para consumidores com uma potência contratada até 3,45 kVA.
 - b) À Contribuição para o Audiovisual (CAV).
2. A taxa de IVA intermédia é aplicada:
 - a) Ao consumo de eletricidade que não exceda 100 kWh, num período de 30 dias, para consumidores com potência contratada até 6,9 kVA.
 - b) Às famílias com 5 ou mais elementos, ao consumo de eletricidade que não exceda 150 kWh, a partir de 1 de março de 2021.
3. A taxa de IVA normal é aplicada:
 - a) Ao consumo de eletricidade que exceda os 100 kWh (ou 150 kWh, a partir de 1 de março de 2021, no caso de famílias com 5 ou mais elementos).
 - b) Ao valor remanescente da potência contratada.
 - c) Aos fornecimentos a clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA.
 - d) Às taxas e impostos sobre a eletricidade, designadamente ao Imposto Especial de Consumo (IEC) e à taxa DGEG.

S.2. Contribuição para o audiovisual (CAV)

A ERSE regista a posição do Conselho Tarifário, que considera que a CAV não deve ser cobrada através da fatura de eletricidade. Reitera-se, todavia, que a ERSE não detém competências formais que a habilitem a alterar o regime legal da CAV. Neste enquadramento, a ERSE tem privilegiado os aspetos de transparência

⁹ De acordo com a [lista das taxas IVA aplicáveis nos Estados-Membros europeus](#), publicada pela Comissão Europeia, referência: Taxud.c.1(2020) – EN.

e da comunicação com os clientes, designadamente através da fatura. Ou seja, sem prejuízo do regime legal associado à cobrança da CAV, é fundamental que a fatura transmita de forma correta e transparente os custos e a que estão os mesmos associados, o que, de resto, também decorre quer da Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, quer do quadro regulamentar recentemente revisto pela ERSE (Regulamento de Relações Comerciais).

S.3. Saldos de gerência

O Conselho Tarifário refere no seu parecer que aguarda que o *“valor remanescente, à data, em saldo de gerência seja finalmente transferido para as tarifas, com efeitos já em 2021”* (cf. ponto 3).

Como o próprio CT refere no seu Parecer, a transferência dos saldos de gerência está sujeita a regras jurídicas em diferentes diplomas. É certo que os Estatutos da ERSE preveem no n.º 6 do artigo 50.º que *“Caso se verifiquem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e de gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nos termos da alínea a) do n.º 2”*.

Não obstante, têm surgido diferentes normas de carácter orçamental incluídas em diplomas avulsos ao setor energético (designadamente em Leis do Orçamento do Estado) no sentido de limitar a reversão dos saldos a favor dos consumidores, condicionando-a a despacho de autorização. A ERSE tem dirigido comunicações a S.E. o Ministro de Estado e das Finanças, no sentido de solicitar emanação de despacho que autorizasse a reversão dos saldos de gerência para as tarifas de modo a que o mesmo pudesse integrar, como receitas, as tarifas para o ano de 2021. Em 11 de dezembro, a Secretária de Estado do Orçamento, por Despacho nº 1571/2020/SEO, autorizou a devolução parcial, no valor de 1 milhão de euros, dos saldos de gerência da ERSE e sua reversão às tarifas de eletricidade de 2021.

T. RECOMENDAÇÕES PARA O PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

Pontos 1 e 2

Tal como já referido no ponto H deste documento, a ERSE desenvolve todos os esforços ao seu alcance para que as tarifas reflitam as melhores previsões para cada uma das medidas mitigadoras. No entanto, a ERSE não pode em última instância assegurar que essas previsões se concretizem, visto que a publicação do suporte legal para alguns daqueles valores nem sempre se concretiza à data de finalização do processo tarifário.

Ponto 3

A ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho Tarifário no ponto 3 da secção T do parecer. Tendo presente a existência de uma revisão trimestral da tarifa de energia durante o ano de 2020, a ERSE adotou a seguinte estratégia de divulgação nos seus documentos: no documento justificativo principal as variações apresentadas comparam as tarifas para 2021 com o valor médio¹⁰ das tarifas em vigor durante o ano de 2020; no documento anexo sobre a estrutura tarifária as variações apresentadas comparam adicionalmente as tarifas para 2021 com as tarifas em vigor no final do ano de 2020.

Para responder à recomendação do CT, no sentido de dar mais informação sobre as TVCF das Regiões Autónomas, designadamente sobre a comparação com o tarifário atual (i.e. em vigor no final do ano de 2020), foram adicionados esclarecimentos adicionais nas secções 4.2 (Açores) e 4.3 (Madeira) do documento da «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021».

Ponto 4

A necessidade de variabilização do preço da potência contratada nas tarifas de acesso às redes de energia elétrica para a mobilidade elétrica resulta do facto de os carregamentos ocorrerem com dispersão local e temporal. Por esse motivo, a metodologia seguida pela ERSE converte o termo de potência contratada para os termos de energia, assegurando que as tarifas de acesso às redes pagas pelos utilizadores de veículos elétricos refletem todos os custos. Para tal, recorre-se ao fator de utilização da potência contratada da tarifa tri-horária, dado pelo rácio entre a energia e a potência contratada. Este aspeto foi clarificado no documento relativo a tarifas e preços, passando agora a apresentar o valor do fator de utilização.

Ponto 5

Em relação à isenção do pagamento dos encargos com os CIEG para o autoconsumo através da RESP e o seu potencial impacto nas tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores, a ERSE, conforme referido no ponto E.5, acompanha a evolução dos projetos de autoconsumo beneficiários de isenção de CIEG, o que permite à ERSE monitorizar esses potenciais impactos.

¹⁰ Este valor médio tem em conta que existiram duas versões de tarifas ao longo de 2020: (1) tarifas em vigor antes da revisão trimestral, de 1 de janeiro a 6 de abril; e (2) tarifas em vigor após da revisão trimestral, de 7 de abril a 31 de dezembro.

Ponto 7

Em ponto prévio deste documento, a ERSE explicitou, conforme solicitado pelo Conselho Tarifário, o racional seguido na definição dos valores previsionais de proveitos afetos à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em mercado grossista de eletricidade. Importa relembrar que, de forma genérica, a opção da ERSE é fundada na melhor informação disponível à data de elaboração da proposta e no estrito cumprimento do princípio de estabilidade metodológica, com reflexo natural na estabilidade tarifária.

Neste sentido, a ERSE faz notar que o Despacho n.º 6740/2020, de 22 de junho, estabelece somente os valores de pagamento por conta a serem aplicados em 2020, sendo estes valores ainda passíveis de acerto após a consideração do estudo a ser elaborado pela ERSE relativo ao ano de 2020, até 30 de abril de 2021, no âmbito da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto. Mais se refere que, pela natureza de pagamento por conta, mais se reforça a vantagem de manter uma abordagem metodológica aderente a valores já fechados e definitivos.

Ponto 8

Como referido na resposta à secção J.1 e J.2, as tarifas para o ano de 2021 apresentam uma variabilidade de preços que dificulta a obtenção de melhorias na aditividade tarifária. A variabilidade decorre das evoluções em sentido contrário entre a tarifa de Acesso às Redes (com aumentos nos termos de energia e de potência) e a tarifa de Energia (com reduções nos termos de energia). Em comparação com exercícios tarifários anteriores, a ERSE está a adotar uma abordagem mais flexível em termos de convergência com as tarifas aditivas, com a repercussão na íntegra do aumento do termo de potência que decorre da tarifa de Acesso às Redes. Este critério resulta para esses preços em variações percentuais acima da variação percentual máxima permitida nos restantes preços.

Como referido pela ERSE no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021», para melhorar a aditividade de forma transversal em 2021 seria necessário repercutir um aumento superior nos termos de potência contratada, o que no entender da ERSE não garante uma estabilidade das tarifas adequada às expectativas dos clientes finais, como se exige nos princípios gerais inscritos no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico. Justifica-se reforçar que a obtenção da aditividade tarifária plena mantém-se como uma

prioridade da ERSE, o que tem produzido resultados concretos nestes últimos dois exercícios tarifários do setor elétrico¹¹.

Ponto 9

Analisando a informação mais recente dos consumos registados até novembro de 2020, a ERSE entende que a previsão inicial na Proposta de Tarifas para 2021 se deve manter. Os dados mais recentes disponibilizados pela REN, mostram que a variação homóloga do consumo referido à emissão acumulado a novembro de 2020 é de 3,5%, idêntica à variação proposta pela ERSE para a globalidade do ano 2020.

Pontos 10, 11 e 12

Conforme referido anteriormente, a ERSE faz um acompanhamento mensal do regresso dos consumidores ao mercado regulado, fazendo a sua divulgação nos relatórios do mercado retalhista. De todo o modo, a ERSE mantém o interesse em concretizar um balanço, mais global e abrangente, sobre a aplicação do regime equiparado às tarifas transitórias.

Quanto ao esclarecimento dos consumidores, a ERSE tem como uma das suas primeiras orientações estratégicas o incentivo do conhecimento e da participação ativa da sociedade na regulação do setor energético. Relativamente à disseminação da informação quanto à existência de simuladores que permitam a avaliação das várias ofertas comerciais disponíveis, o RRC publicado recentemente prevê que, como informação a incluir na fatura, conste a informação com as hiperligações para os simuladores de preço disponibilizados pela ERSE e pelo Operador Logístico da Mudança de Comercializador e para o simulador de rotulagem de energia.

Ponto 13

O furto e a fraude de energia suscitam diversos problemas. A ERSE tem acompanhado a questão e, por esse motivo, após realização de *workshop* e diálogo com *stakeholders* sobre a possível evolução do regime aplicável, apresentou em 2020 uma proposta ao Governo de alteração do quadro legislativo atualmente em vigor.

¹¹ Nas tarifas de 2020 foi possível eliminar diferenciações de preços nas tarifas de venda a clientes finais que não decorrem da estrutura das tarifas aditivas, nomeadamente entre diferentes escalões de potência na BTN. Nas tarifas de 2021 foi possível atingir a aditividade tarifária em preço médio nos níveis MT, BTE e BTN de cada Região Autónoma. Para mais informações recomenda-se a leitura do documento sobre a estrutura tarifária do setor elétrico (capítulo 4) dos anos 2020 e 2021.

Ponto 14

A ERSE toma boa nota da sugestão do Conselho Tarifário. Contudo, a ERSE regista que, na definição dos parâmetros aplicáveis ao cálculo da taxa de remuneração para a atividade de DEE, tem vindo já a considerar as melhores práticas internacionais, sempre que aplicáveis. Com efeito, tal como detalhado no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, os parâmetros atualmente em vigor incorporam variáveis definidas com base numa análise prévia às adotadas por reguladores europeus, designadamente o *gearing* e o prémio de risco de mercado.

Registe-se que a taxa de remuneração definida pela ERSE para a atividade de DEE desde o início da regulação tem permitido garantir o equilíbrio económico-financeiro desta atividade, em paralelo com o cumprimento dos planos de investimento aprovados e com a melhoria dos níveis de qualidade de serviço.

Ponto 15

A ERSE toma boa nota da sugestão do Conselho Tarifário, remetendo para a resposta ao comentário ao ponto O.7 acima.

Ponto 16

Conforme já referido no ponto O.9, a ERSE terá em conta as alterações ocorridas ao nível das condições de fornecimento de combustíveis a partir de janeiro de 2020, comprovadamente não controláveis por parte das empresas e que possam pôr em causa o seu equilíbrio económico-financeiro.

Ponto 17

O Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro, alterou a taxa de IVA aplicável aos fornecimentos de eletricidade em relação a determinados níveis de consumo e potências contratadas em baixa tensão normal, determinando a aplicação da taxa intermédia de IVA a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado nível de consumo e que sejam relativos a potências contratadas dentro da baixa tensão normal (BTN) até 6,9 kVA.

O Conselho Tarifário considera que a taxa reduzida de IVA é a única que se afigura coerente aplicar a um serviço público essencial.

*COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE A:
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2021”*

Sendo matéria de competência legislativa e de índole tributária, com impacto no setor, a ERSE não dispendo de poderes sobre a matéria, acompanhará os desenvolvimentos relacionados com a fiscalidade relacionada com o IVA da energia elétrica.